Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Rapport annuel 1989

90-06174/

Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a été créée en 1981 en vertu d'un protocole d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'APGTC constitue le principal lien entre le gouvernement fédéral et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à la réglementation des activités liées aux hydrocarbures sur les terres domaniales du Canada, lesquelles comprennent le territoire du Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers s'occupe du secteur au large de Terre-Neuve et du Labrador. Un nouvel organisme, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, verra le jour après la promulgation de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse* et sera chargé du secteur au large de la Nouvelle-Écosse.

La principale responsabilité de l'APGTC consiste à réglementer la prospection, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales. L'Administration doit également veiller à la sécurité des travailleurs, à la conservation des ressources et à la protection de l'environnement, en plus de s'assurer que tous les Canadiens bénéficient également et équitablement des retombées tirées des activités liées aux ressources en hydrocarbures.

L'APGTC comprend cinq directions :

- La Direction de la gestion des droits
- La Direction du génie
- La Direction de l'évaluation des ressources
- La Direction de la protection de l'environnement
- La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques

Le bureau régional de l'APGTC à Yellowknife s'occupe des zones continentale et extracôtière du Nord canadien. Il émet des autorisations de forage, assure le contrôle des rapports et d'autres données relatives aux travaux, effectue des inspections régulières, surveille les activités des sociétés pétrolières du point de vue du génie et de la géologie, et veille à ce que les plans de retombées soient observés.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990

N° de cat. M97-1989F

ISBN 0-662-95980-9

Pensez à recycler!

Think Recycling!

Table des matières

Messages des ministres 4
Les terres domaniales du Canada 5
Mot de l'administrateur de l'APGTC 6
Gestion fédérale-provinciale et territoriale
des terres domaniales 7
Gestion des droits 9
Travaux de prospection 12
Évaluation des ressources 14
Conservation et mise en valeur
des ressources 15
Protection du travailleur 16
Protection de l'environnement 22
Emplois et retombées économiques 25
Résumé statistique
Terres domaniales 28
Partie continentale des Territoires 29
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
Îles de l'Arctique et zone extracôtière
de l'est de l'Arctique 34
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 36
Annexe
Zone extracôtière de Terre-Neuve
Résumé statistique 38
Glossaire 41
Bureaux de l'APGTC 42

Messages des ministres

Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le huitième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Cette organisation réglemente les activités pétrolières et gazières sur les régions des terres domaniales du Canada qui ne font pas l'objet d'une gestion conjointe. L'APGTC prodigue en outre conseils et informations au gouvernement fédéral en ce qui a trait aux activités de l'industrie pétrolière.

À son arrivée au pouvoir en septembre 1984, le présent gouvernement n'a pas tardé à prendre des mesures destinées à remplacer le Programme énergétique national et à préconiser l'adoption d'une démarche stratégique axée sur le marché à l'égard des problèmes énergétiques. Dans le cadre de ce processus, on a pu assister à la mise en œuvre de la Politique énergétique des région pionnières de 1985, politique destinée à rétablir le sentiment d'unité, de coopération et d'équité entre les gouvernements et l'industrie en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières dans les terres domaniales.

Nous avons également mené à bien le processus de négociation et de mise en œuvre d'accords sur les hydrocarbures extracôtiers avec Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Ces accords ont été enchâssés dans les lois, et des offices sur les hydrocarbures extracôtiers ont vu le jour dans les deux provinces. Des ententes de principe relatives à un Accord du Nord ont été ratifiées avec les deux territoires, et la signature éventuelle d'un Accord du Pacifique a fait l'objet de discussions avec la Colombie-Britannique. Nous continuons à viser la mise sur pied d'un système réglementaire uniforme, équitable et stable à l'intention de l'industrie pétrolière travaillant sur les terres domaniales du Canada.

Que nous réserve l'année 1990? Nous devrons nous assurer qu'une industrie énergétique axée sur le marché et déréglementée pourra rassurer le public quant à la protection de l'environnement, et ce, par une coopération et des travaux de recherche accrus entre le gouvernement et l'industrie sur les questions touchant la prévention des déversements de pétrole et les mesures défensives.

C'est avec impatience que je m'apprête à relever avec vous les défis qui nous seront lancés.

Tom Siddon, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

C'est avec plaisir que je me joins à mon collègue, l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour présenter au Parlement le huitième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

L'année 1989 a été marquée par des progrès constants au niveau des activités menées en vertu du *Cadre politique et économique pour le Nord*. Ratifié par le gouvernement en 1987, ce cadre s'inspire du principe de l'action solidaire avec les habitants du Nord et vise à bâtir une région plus forte et plus durable sur le plan environnemental. Les ententes de principe concernant un éventuel accord du Nord conclues entre le gouvernement fédéral et les Territoires en 1988 constituent une partie intégrante de ce cadre. Dans l'esprit de ces ententes de principe, on a consulté les gouvernements territoriaux avant la décision en mai 1989, d'aller de l'avant avec la délivrance de nouveaux droits de prospection pétrolière et gazière dans la région centrale de la mer de Beaufort. La délivrance de ces droits est soumise à des exigences spéciales destinées à protéger l'environnement et les occasions qui s'offrent aux habitants du Nord.

Depuis longtemps déjà, de vastes mesures de protection de l'environnement ainsi que des garanties réagissent aux activités pétrolières et gazières. En 1989, à la suite d'une révision des exigences entourant les mesures d'urgence, les puits de secours et les compensations, on a apporté d'autres modifications aux activités de prospection dans la mer de Beaufort. La révision en question a été effectuée par le Bureau d'examen des répercussions environnementales, organisme composé de représentants du gouvernement et d'Inuvialuit.

Notre gouvernement s'engage pleinement à continuer de travailler de concert avec les habitants du Nord en faveur d'un développement économique durable qui respecte l'environnement.

Terres domaniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Mot de l'administrateur de l'APGTC, M. Maurice Taschereau

M. Maurice Taschereau

Le forage de 12 puits de prospection et de délimitation, soit 5 dans la mer de Beaufort et 7 sur les territoires continentaux, a fait de la région septentrionale le secteur le plus actif de toutes les terres domaniales en 1989. Au cours de l'année, l'industrie pétrolière y a entrepris 20 études géophysiques en vue du forage et des programmes de prospection à venir.

En vertu des ententes de principe signées en septembre 1988 concernant un Accord du Nord, les gouvernements fédéral et territoriaux ont collaboré à l'élaboration des conditions relatives à la première délivrance de droits de prospection pétrolière et gazière dans la mer de Beaufort depuis près de 20 ans. En mai, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a demandé à l'industrie de désigner des terres dans la mer de Beaufort. Devant la réponse favorable de l'industrie, le ministre a lancé, en novembre, un appel d'offres invitant les entreprises à déposer, avant le 9 mars 1990, des soumissions en vue de la prospection sur trois parcelles de terre. Cette initiative de taille donnera à l'industrie de nouveaux droits de prospection tout au long des années 1990 dans la région centrale de la mer de Beaufort.

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz sur la côte est ont également délivré de nouveaux droits de prospection. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a émis cinq permis de prospection au large de Terre-Neuve à la suite d'un appel d'offres lancé en 1989. Toujours à la suite d'un appel d'offres, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz a signé trois ententes de prospection avec l'industrie pétrolière.

En août, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, de concert avec celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a annoncé la nomination du président et de quatre membres au sein du Comité du pétrole et du gaz; le comité entendra deux appels relatifs à des zones de découvertes importantes à proximité de Fort Liard (T.N.-O.) et dans la mer de Beaufort.

En avril, H. James Strain a succédé à J.E. (Ted) Baugh au poste de président de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. M. Baugh, maintenant à la retraite, a joué un rôle de premier plan dans la création de l'Office et dans la réalisation de son mandat.

L'APGTC a toujours consulté l'industrie, les gouvernements et l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers en ce qui concerne les activités de réglementation. Au nombre des activités importantes, citons l'ébauche d'un projet de règlement sur les certificats de conformité, effectuée par un comité formé de hauts fonctionnaires de l'APGTC, des provinces liées par des accords et de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. Le projet de règlement s'enchâsse dans le processus de mise en application des recommandations faites par la Commission royale de l'Ocean Ranger au gouvernement fédéral. On y trouve la liste des organismes qui ont été reconnus par le comité à titre d'autorités compétentes et, de ce fait, qui sont investis du pouvoir d'accréditer tout type d'installation de prospection extracôtière au Canada. À la fin de l'année, l'industrie pétrolière a procédé à un examen du projet de règlement.

Cette année, les déversements de pétrole au large de la côte ouest et dans les eaux de l'Alaska ainsi que la réaction du public et des médias face à la situation ont donné lieu à une nouvelle évaluation exhaustive des systèmes de réglementation. Même si le processus d'autorisation de forage de l'APGTC est assujetti à des exigences environnementales qui comptent parmi les plus sévères au monde, l'Administration continue d'examiner de près tous les aspects ayant trait à la prévention, au confinement, à la planification d'urgence, aux contremesures et aux dispositions de compensation pour la pollution causée par les travaux de forage.

Le Bureau d'examen des répercussions environnementales, créé en vertu de la Convention définitive des Inuvialiut, a tenu sa première audience publique sur le puits de prospection Isserk I-15 d'Esso Chevron dans la mer de Beaufort. Les membres du Bureau ont présenté plusieurs recommandations que l'APGTC a examinées et jointes au document d'approbation du programme de forage du puits Isserk I-15. En décembre, l'Administration a organisé un atelier à l'intention des Inuvialuit portant sur les méthodes sécuritaires de forage dans le cas de la prospection pétrolière et gazière au large des côtes.

Compte tenu des changements survenus au niveau du système de gestion des terres domaniales et du ralentissement des activités d'exploration, la structure de l'APGTC a continué de se modifier, sans nuire pour autant à ses activités quotidiennes. J'aimerais, en terminant, remercier le personnel de l'APGTC de son appui constant et de son excellent travail.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

Accords extracôtiers

Le gouvernement fédéral a conclu des accords extracôtiers avec le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador en 1985 et avec celui de la Nouvelle-Écosse en 1986. Aux termes de ces accords, les gouvernements fédéral et provinciaux gèrent conjointement les activités pétrolières au large des côtes et partagent les recettes tirées de la prospection et de la mise en valeur des ressources pétrolières.

Les lois de mise en œuvre des accords fédéraux-provinciaux englobent les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*; elles assurent donc un système de réglementation uniforme dans toutes les zones extracôtières canadiennes. De plus, les règlements promulgués en vertu des lois de mise en œuvre des accords correspondent à ceux en vigueur partout ailleurs sur les terres domaniales.

Les accords extracôtiers prévoient la création d'un office indépendant qui, au nom du Canada et des provinces intéressées, administre les zones extracôtières. Les offices créés en vertu de ces accords doivent rendre compte aux ministres fédéral et provinciaux de l'Énergie, qui ont le pouvoir de revoir certaines décisions fondamentales de ces offices.

Dans le cadre de la mise en œuvre des accords, l'APGTC favorise le transfert des responsabilités aux offices indépendants, fournit des conseils et coordonne les activités au nom du ministre fédéral de l'Énergie.

Terre-Neuve et Labrador

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, qui siège à St. John's, à Terre-Neuve, réglemente les activités pétrolières au large de Terre-Neuve pour le compte des gouvernements du Canada et de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office publie son propre rapport annuel sur les activités survenues au cours de l'exercice financier, lequel prend fin le 31 mars.

H. James Strain, président de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers depuis le 17 avril 1989, a succédé au premier président de l'Office, J. E. (Ted) Baugh, lorsque celui-ci a pris sa retraite.

En 1989, les représentants des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers mettaient la dernière main à un protocole d'entente définissant les responsabilités et rôles respectifs de l'Office et des ministères et organismes gouvernementaux quant aux retombées industrielles et professionnelles relatives à la conception et à la construction des projets extracôtiers. À la fin de l'année, le protocole d'entente a été remis aux ministres fédéral et provinciaux et au président de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers afin que ceux-ci le signent. Les organismes fédéraux et provinciaux ainsi que l'Office ont également finalisé des protocoles d'entente sur la sécurité maritime et sur la santé et la sécurité en milieu de travail.

Au cours de 1989, les négociations entre les représentants du gouvernement fédéral, de celui de Terre-Neuve et du Labrador et du consortium du projet d'Hibernia se sont poursuivies en vue de parvenir à une entente définitive ayant trait à la mise en valeur du champ pétrolifère d'Hibernia, situé au large de Terre-Neuve. On prévoit que l'entente définitive sera signée en 1990 et que la production débutera en 1996.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

Nouvelle-Écosse

En juin dernier se sont réunis pour la dernière fois les représentants de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, constitué en 1982 en vertu de l'accord passé entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et le partage des recettes.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore sera remplacé par le nouvel Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers dès que la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et qu'une loi provinciale correspondante auront été adoptées en 1990.

À la fin de l'année, les gouvernements fédéral et provincial songeaient aux personnes qu'ils désigneraient à ce nouvel office qui sera formé d'un président nommé par les deux gouvernements et de quatre membres à temps partiel, soit deux membres nommés par chaque gouvernement.

Colombie-Britannique

Les gouvernements fédéral et provincial ont continué de donner suite à un bon nombre de recommandations mises de l'avant dans le document intitulé *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*. À la fin de l'année, les interdictions relatives aux travaux de prospection pétrolière au large des côtes étaient toujours en vigueur.

Territoires du Nord-Ouest et du Yukon

En septembre 1988, le gouvernement du Canada et les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon ont signé des ententes de principe en vue de la négociation d'un éventuel Accord du Nord. En vertu de ces ententes, les dirigeants de l'APGTC ont consulté régulièrement les représentants des deux gouvernements avant de prendre toute décision en matière de réglementation. L'Administration a de plus informé les dirigeants de chaque gouvernement des questions relatives à la géologie régionale, aux ressources potentielles, aux découvertes importantes, aux droits actuels et aux systèmes de réglementation en vigueur.

Gestion des droits

L'APGTC délivre, administre et enregistre les droits de prospection et de production pétrolières et gazières dans le Nord canadien et dans les zones extracôtières qui ne sont pas régies par les offices régionaux, mais qui relèvent du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Elle administre également certains droits miniers fédéraux à l'intérieur des provinces, pour le compte du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

En mai dernier, l'APGTC a lancé un appel de nominations de terres visant la région centrale de la mer de Beaufort, indiquant ainsi à l'industrie que le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, de concert avec les deux gouvernements territoriaux, serait bientôt disposé à délivrer des droits de prospection pétrolière et gazière dans la mer de Beaufort. Les derniers droits de ce genre dans la région avaient été accordés 20 ans plus tôt. L'appel de nominations a pris fin en septembre, après quoi un appel d'offres visant trois parcelles cumulant plus de 100 000 hectares a été lancé. La date limite de réception des offres a été fixée au 9 mars 1990, et le seul critère d'évaluation et de sélection est le montant total que le soumissionnaire prévoit engager au cours des quatre premières années de validité du permis.

En 1989, six permis de prospection ont été émis et trois accords d'exploration ont été conclus. À la suite d'un appel d'offres qui s'est terminé en septembre, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a délivré cinq permis de prospection au large de Terre-Neuve. Le montant total qui devait être engagé en vertu de cet appel d'offres se chiffre à 49 millions de dollars.

Un permis de prospection de deuxième génération a été accordé à Ressources Gulf Canada Ltée dans la mer de Beaufort, permis en vertu duquel la société est tenue d'effectuer le forage de trois puits dans un délai de quatre ans.

À la suite d'un autre appel d'offres s'étant terminé en juin, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a délivré trois permis de prospection accordant des droits d'exploration à proximité de l'île de Sable. L'Office a reçu des offres dont les dépenses totalisent plus de 19 millions de dollars.

En 1989, l'APGTC a accordé six attestations de découverte importante se rapportant au signalement d'un périmètre de découverte importante dans la région centrale de la mer de Beaufort.

En fin d'année, l'industrie pétrolière détenait des droits sur 5,69 millions d'hectares de terres domaniales, en vertu de 49 permis de prospection et d'accords d'exploration, de 98 attestations de découverte importante et de deux licences de production.

De plus, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers administrait des titres détenus aux termes de 11 permis de prospection et de 10 attestations de découverte importante.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore administrait des titres en vertu de 3 nouveaux accords d'exploration et de 22 périmètres de découverte importante.

En 1989, l'APGTC a continué à consulter l'industrie, les provinces liées par des accords, les gouvernements territoriaux et les offices d'activités extracôtières en matière d'élaboration des règlements et ce, en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* relative aux redevances, aux levés et à la participation canadienne, de même qu'en matière de lignes directrices, les formulaires et les procédures qui s'y rapportent.

Gestion des droits

AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE 1989	1985	1986	1987	1988	1989
Nombre de permis et d'accords en vigueur*	150	118	112	153	149
Parcelles négociées dans le cadre de permis et d'accords (en millions d'hectares)	24,9	4,1	7,3	2,31	0,56
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	20,0	39,2	15,1	16,5	2,37
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	70,8	33,5	20,6	7,1	5,69

* *Y compris les permis de prospection, les accords d'exploration, les attestations de découverte importante et les licences de production.*

ÉTAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE 1989

	Permis et accords en vigueur*	Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	Parcelles négociées dans le cadre de permis et d'accords (en millions d'hectares)	Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	Parcelles en attente** (en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	25	0,38	0	0,9	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	62	1,4	0,2	2,5	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	24	0,17	0	1,29	2,4
Baie d'Hudson	0	0	0	0	1,4
Zone extracôtière de Terre-Neuve	21	0,3	0,26	0,76	1,5
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)	17	0,12	0,1	0,24	3,4
Côte ouest	0	0	0	0	8,7
Total	**149**	**2,37**	**0,56**	**5,69**	**18,5**

* *Y compris les permis de prospection, les accords d'exploration, les attestations de découverte importante et les licences de production.*

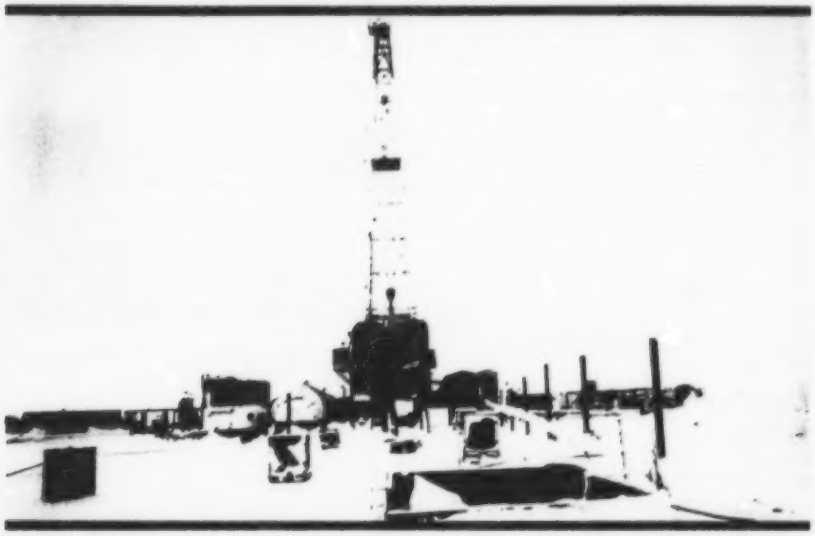
** *«En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon, etc.*

PERMIS ET ACCORDS NÉGOCIÉS EN 1989

Exploitant	Permis ou accord	Nombre de permis ou d'accords*	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Gulf	PP 351	1	244	Mer de Beaufort	4
LASMO	AE 352	1	26	Nouvelle-Écosse	6
Nova Scotia Resources	AE 353	1	18	Nouvelle-Écosse	6
Mobil	AE 354	1	55	Nouvelle-Écosse	6
Gulf	ADI 083-088	6	42	Mer de Beaufort	—
Esso Resources (1989)	PP 1003	1	42	OCTHE**	6
Shell	PP 1004	1	52	OCTHE	6
Petro-Canada	PP 1005	1	55	OCTHE	6
BP Resources	PP 1006	1	37	OCTHE	6
Petro-Canada	PP 1007	1	77	OCTHE	9

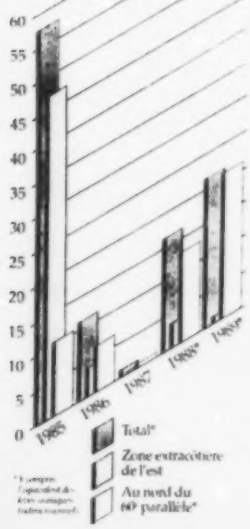
* *Y compris les permis de prospection et les attestations de découverte importante.*
** *Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*

Travaux de prospection



Le puits Nipterk P-32 d'Esso Chevron et al. sur une île de glace artificielle dans la mer de Beaufort
Photo de K. Smith

Levés de sismique-réflexion effectués dans les terres domaniales
1985-1989
(en milliers de km)



En 1989, 14 puits de prospection étaient actifs sur les terres domaniales, ce qui constituait une diminution par rapport à 1988. Cette diminution reflète assez bien l'activité décroissante sur les terres domaniales en raison du faible prix du pétrole et de la réduction des terres détenues par les sociétés. Au nombre des activités de prospection importantes, mentionnons la poursuite des travaux de prospection dans la mer de Beaufort et le signalement de découvertes importantes dans la mer de Beaufort et dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.

Des travaux géophysiques, dont le nombre a été le même qu'en 1988, ont été effectués dans toutes les régions sauf dans les îles de l'Arctique et au large de Terre-Neuve.

Le Nord

En 1989, la presque totalité des travaux géophysiques a été effectuée dans le Nord et 12 des 14 puits actifs sur les terres domaniales du Canada ont été forés dans la région septentrionale. La poursuite de travaux de prospection dans la mer de Beaufort, principalement dans la partie ouest, constitue le fait saillant des activités entreprises dans cette région.

Mer de Beaufort et delta du Mackenzie

Les conditions climatiques et de glace qui se sont maintenues au cours de l'été ont favorisé la collecte de données dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. On y a effectué un total de 11 levés géophysiques, dont deux levés d'éventuels emplacements de forage et un levé sismique tridimensionnel. Esso a effectué deux petits levés sismiques, un levé d'un éventuel emplacement de forage dans la mer de Beaufort et un autre levé sismique sur terre dans le delta du Mackenzie; quant à Shell, il a effectué trois levés sur terre dans le delta du Mackenzie, dont un levé sismique tridimensionnel dans la région de Niglintgak. Amoco a effectué deux levés dans la zone extracôtière, dont un levé d'un éventuel emplacement de forage, et Geophysical Services Inc. a réalisé un important levé régional dans la mer de Beaufort. Chevron, pour sa part, a effectué un petit levé dans les eaux peu profondes au nord de l'île Richards.

En 1989, quatre puits de prospection ont été terminés dans la mer de Beaufort. Le puits Nipterk P-32 d'Esso Chevron et al. a été foré à partir d'une île de glace artificielle située au nord de l'île Richards. Cette île, construite dans 6,5 mètres d'eau, constitue l'île de glace artificielle la plus profonde à avoir jamais été construite dans la mer canadienne de Beaufort. Elle avait une surface de travail de 75 mètres et possédait un diamètre de 380 mètres. Le puits a été foré en deux mois et a été abandonné à titre de découverte de pétrole et de gaz.

Le 5 juin, l'exploitant, la société Gulf, en effectuant le forage du puits Immiugak N-05 dans la mer de Beaufort, a frappé un gisement peu profond de gaz naturel à haute pression dont l'explosion a entraîné le déversement en surface du fluide de forage et de gaz naturel du trou de sonde. Le déversement étant devenu incontrôlable, la plate-forme de forage flottante *Kulluk* a été évacuée puis retirée de l'emplacement du puits en raison de la détérioration de la glace. L'exploitant a transporté sa plate-forme de forage un peu plus au nord-est de l'emplacement initial et y a foré le puits Immiugak A-06, dont la trajectoire a été déviée de façon à atteindre les mêmes objectifs que ceux du puits N-05. Les travaux de forage ont par la suite été abandonnés et l'exploitant n'a toujours pas révélé les résultats de ses travaux.

Le puits Kingark J-54 d'Amoco et al. a été foré dans la mer de Beaufort à environ 20 kilomètres au nord-est de l'endroit où l'on a découvert des hydrocarbures dans le puits d'Adlartok en 1986. Toutefois, de graves problèmes de surpression survenus durant le forage ont obligé l'exploitant à consacrer plus de temps que prévu au forage et à l'analyse du puits. Celui-ci a été abandonné et les données recueillies demeurent confidentielles.

À la fin de l'année, le puits Isserk I-15 d'Esso Chevron et al. avait été foré à une profondeur de 2 693 mètres et faisait l'objet d'une évaluation.

Partie continentale des Territoires

En 1989, le nombre d'études géophysiques effectuées dans la partie continentale des Territoires a quelque peu augmenté. En effet, neuf travaux, dont six levés sismiques, ont été réalisés, totalisant 1 600 kilomètres de nouvelles données de réflexion. Dans la région de Fort Good Hope, Chevron a entrepris trois programmes comprenant un levé gravimétrique, une étude de résistivité et un levé sismique. Petro-Canada et Shell ont réalisé chacun deux levés sismiques, Unocal a effectué un petit levé sismique et Northcor a poursuivi son levé aéromagnétique de grande envergure entrepris l'an dernier.

En 1989, quatre puits de prospection ont été terminés. Le puits Arrowhead B-41 de Shell et al. situé au nord de la frontière de la Colombie-Britannique et des Territoires du Nord-Ouest a été foré à une profondeur de 3 080 mètres et a été suspendu comme étant une découverte de gaz. Le puits Little Bear O-51 de Conoco et al., situé au sud de Norman Wells, a été abandonné sans avoir été mis à l'essai.

Paramount et al. a foré deux nouveaux puits dans la région de Cameron Hills, soit les puits Cameron L-47 et B-08. Toutefois, les travaux de forage y ont été interrompus jusqu'à la prochaine saison de forage, au cours de laquelle les puits feront l'objet d'une évaluation plus poussée. De plus, la société a repris la mise à l'essai du puits Cameron Hills I-10, foré en 1986. Les résultats des trois travaux sont toutefois demeurés confidentiels. À la fin de l'année, le puits Cameron L-44 de Paramount et al. a été creusé.

Le puits Mountain River O-18 de Chevron a été creusé à la fin novembre dans la région de Fort Good Hope et le forage continuait à la fin de l'année.

Îles de l'Arctique

En 1989, il n'y a pas eu de travaux géologiques et géophysiques dans les îles de l'Arctique et aucun forage ny'a été réalisé.

Zone extracôtière de l'est

Parmi les faits saillants de 1989 dans la zone extracôtière de l'est figurent la découverte de pétrole dans le bassin Jeanne d'Arc, au large de Terre-Neuve, et le levé sismique-réflexion sur la plate-forme néo-écossaise de la région de Cohasset.

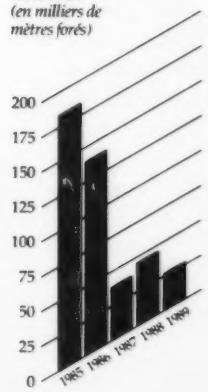
Zone extracôtière de Terre-Neuve

En 1989, Texaco a effectué le forage de deux puits de prospection dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, achevant ainsi son programme de forage de trois puits entamé en 1988. Le puits Amethyst F-20 de Texaco et al. a été foré sur la rive est du bassin Jeanne d'Arc à environ 10 kilomètres de l'emplacement du puits Fortune G-57, lieu d'une découverte de pétrole en 1986; le puits a été abandonné sans avoir été mis à l'essai. Le puits Springdale M-29 de Texaco et al. a été foré sur la rive sud-est du bassin Jeanne d'Arc et a débité jusqu'à 331 000 m^3 de gaz naturel par jour.

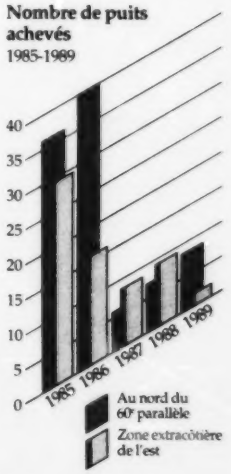
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

En 1989, LASMO Nova Scotia Ltd., un nouvel exploitant sur la côte est, et Nova Scotia Resources Ltd. ont mené un levé sismique régional à l'est de l'emplacement de la découverte de pétrole de Cohasset. La société LASMO étudie actuellement son nouveau permis de prospection. Par ailleurs, aucun puits de prospection ou de délimitation n'a été foré au large de la Nouvelle-Écosse en 1989.

Forages de prospection et de délimitation dans les terres domaniales
1985-1989
(en milliers de mètres forés)



Nombre de puits achevés
1985-1989



Évaluation des ressources

Levé sismique effectué par Chevron près de Fort Good Hope (T.N.-O.).
Photo de Ressources Chevron Canada Ltée

Analyse du potentiel en hydrocarbures

En 1989, l'APGTC et l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière ont entrepris d'effectuer deux évaluations régionales du potentiel en hydrocarbures : la première évaluation portait sur les ressources pétrolières de l'Ouest du Canada s'étendant jusqu'au Yukon et aux Territoires du Nord-Ouest et à 62° de latitude N. et la deuxième, sur le potentiel en pétrole et en gaz dans le corridor du Mackenzie. De plus, l'Administration a examiné les ébauches de l'évaluation menée au large du bassin Jeanne d'Arc de Terre-Neuve.

L'APGTC a analysé les résultats de la recherche géoscientifique effectuée sur les îles-de-la-Reine-Charlotte et dans le détroit Hecate au large de la Colombie-Britannique; elle voulait ainsi évaluer le potentiel en hydrocarbures dans le bassin de la Reine Charlotte et, plus particulièrement, dans la zone extracôtière est du parc maritime qu'on propose d'aménager au large de l'île South Moresby.

Dans le cadre de sa participation à la planification de l'utilisation des terres dans le delta du Mackenzie et dans la région de la mer de Beaufort, l'APGTC a dessiné des cartes représentant le potentiel en hydrocarbures et les possibilités de mise en valeur de ces ressources. L'APGTC a aussi fourni des renseignements techniques qui figureront dans l'Atlas géologique du delta du Mackenzie élaboré par la Commission géologique du Canada. En 1989 également, l'Administration a effectué des études sur la géologie pétrolière, sur la géophysique et sur les possibilités en hydrocarbures, particulièrement dans les bassins où on a mené les travaux de prospection (le bassin de Beaufort, le bassin et le corridor du Mackenzie et la partie méridionale des Territoires). Ces études sont effectuées dans le cadre de nombreuses fonctions de gestion des ressources de l'APGTC et ont été menées à l'aide des systèmes de traitement informatisé des données de l'Administration.

Travaux de recherche

L'APGTC encourage activement la recherche en vue d'améliorer les techniques d'évaluation des puits à l'aide de boues de forage à base d'huile. Deux travaux de recherche sont d'ailleurs en cours en vue d'analyser la géochimie organique et la biostratigraphie des échantillons prélevés dans ces puits.

Comité du pétrole et du gaz

En août dernier, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources ont annoncé conjointement l'affectation d'Edward (Ted) Best au poste de président du Comité du pétrole et du gaz et de Laura Jean Nelson, de Steven Malcolm Millan, de Jacques Farmer et de John Boyd à titre de membres de ce comité. Celui-ci constitue un organe quasijudiciaire ayant le pouvoir d'entendre des causes d'appel et de mener des enquêtes sur des questions techniques relatives à la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*. Son rôle consiste entre autres à conseiller les ministres sur les questions se rapportant à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. À la fin de l'année, le Comité se préparait à entendre l'appel de deux entreprises concernant les attestations de découvertes importantes à proximité de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, et dans la mer de Beaufort.

Conservation et mise en valeur des ressources

Partie continentale des Territoires

Norman Wells

Le projet d'expansion par injection d'eau a continué sur sa lancée : le débit de pétrole a augmenté, une hausse du niveau de pression dans le réservoir a été observée et le rapport gaz naturel-pétrole a diminué.

Outre les reconditionnements réguliers, la seule activité importante sur le champ de forage a été la conversion d'un puits de production en un puits d'injection, ce qui a porté à 166 le nombre de puits de production et à 155 le nombre de puits d'injection.

En 1989, la production de pétrole a totalisé 1,789 million de m^3, ce qui constitue une augmentation par rapport à 1988, alors que la production de pétrole se chiffrait à 1,728 million de m^3. Le débit moyen de pétrole a augmenté légèrement à 4 900 m^3 par jour. À la fin de l'année, la production cumulative du champ pétrolifère atteignait 12,138 millions de m^3, en tenant compte de l'augmentation de 1,083 million de m^3 à la suite du nouveau calibrage des données de production de 1988.

La production de gaz naturel a continué de diminuer, passant de 138 millions de m^3 en 1988 à 129 millions de m^3 en 1989.

Pointed Mountain

En 1989, la production de gaz du champ gazéifère de Pointed Mountain a diminué à 103 millions de m^3, ce qui représente une baisse de 33 p. cent par rapport à 1988. La production cumulative de gaz naturel à la fin de l'année s'élevait à 8,088 milliards de m^3.

Kotaneelee

Des plans ont été élaborés en vue de moderniser l'usine de gaz de Kotaneelee au Yukon. Ces améliorations augmenteront l'efficacité de l'usine et réduiront le temps nécessaire à son démarrage lorsque des marchés de prospection gazière seront négociés.

Mer de Beaufort et delta du Mackenzie

Projet d'exportation du gaz naturel provenant du delta du Mackenzie

Esso, Shell et Gulf ont tous trois demandé à l'Office national de l'énergie de leur accorder des licences en vue d'exporter vers les États-Unis le gaz naturel provenant des gisements du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Ces licences seraient d'une durée de 20 ans et entreraient en vigueur le 1er novembre 1996. Les sociétés productrices comptent exporter 260 milliards de m^3 de gaz naturel. Les champs produiront quotidiennement 34 millions de m^3 de gaz naturel destiné à la vente.

L'APGTC a également terminé une étude des réservoirs du champ gazéifère Taglu et a amorcé une étude semblable du champ de Parsons Lake.

Îles de l'Arctique

Bent Horn

Cette année encore, Panarctic a expédié deux chargements de sa production saisonnière à partir du champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron. Un premier chargement de 24 637 m^3 de pétrole partait le 5 septembre à bord de l'*Arctic*. En cours de route, quelque 1 900 m^3 de pétrole brut ont été déchargés sur le pétrolier *Ours polaire* en destination de Resolute; le reste du pétrole a été déchargé sur le *Kmir*, un navire norvégien chargé de transporter le pétrole jusqu'à Statoil, au Danemark.

Le 24 septembre, l'*Arctic* a pris un second chargement de pétrole de 18 444 m^3, les glaces ayant empêché le navire d'en prendre une plus grande quantité. Le chargement a ensuite été transféré sur le *Don*, un pétrolier norvégien à destination de Statoil.

La production du gisement de pétrole de Bent Horn en 1989 a atteint 43 373 m^3. Quant à la production cumulative, elle est de 180 000 m^3.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Cohasset et Panuke

LASMO et Nova Scotia Resources Ltd. élaborent actuellement des plans visant la production de pétrole à partir des découvertes de Cohasset et de Panuke; les deux sociétés devraient présenter, en 1990, un plan officiel de mise en valeur de ces ressources. Elles pourraient entreprendre la production dès 1992.

Remplissage des citernes de pétrole brut de Bent Horn avant le chargement à bord du pétrolier en vue de la livraison.
Photo de G. McCormick.

Protection du travailleur

Le personnel de l'APGTC inspectant les capteurs H S à l'emplacement de forage du puits Cameron B-08 de Paramount et al.
Photo de K. Singh.

En 1989, l'APGTC a travaillé en étroite collaboration avec les provinces liées par des accords et l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour mettre la dernière main aux instructions de rédaction des amendements relatifs à la sécurité en vertu de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* et des lois de mise en œuvre des accords de l'Atlantique et de la Nouvelle-Écosse. Une fois en application, ces amendements donneront force de loi aux recommandations de la Commission royale sur le désastre marin de l'Ocean Ranger–également appelée Commission royale de l'Ocean Ranger–qui requièrent encore la mise en œuvre par voie législative. Ces amendements sont les suivants :

- un certificat attestant de la conformité des installations et de l'équipement utilisés par l'industrie et garantissant que ceux-ci peuvent être utilisés par un tiers;
- une exigence visant à ce que les installations extracôtières soient dirigées par un gérant d'installations extracôtières qui sera garant de la sécurité du personnel et de l'installation;
- un conseil veillant à l'uniformité des systèmes de réglementation;
- des pouvoirs extraordinaires temporaires accordés au ministre de l'Énergie; et
- des dispositions visant à élargir le rôle des fonctionnaires qui s'assurent de la sécurité des activités.

Le ministère de la Justice rédige actuellement les amendements qu'on se propose d'apporter à la loi.

Santé et sécurité au travail

En juin dernier, à l'issue d'un processus exhaustif de consultation avec les représentants de l'industrie pétrolière, l'APGTC a publié les *Directives relatives à l'hygiène et à la sécurité au travail - pétrole et gaz* qui aide employeurs, employés et entrepreneurs travaillant sur les terres domaniales à se conformer aux exigences de la Partie II du *Code canadien du travail* et aux règlements afférents. Ce document contient notamment des lignes directrices permettant la création de comités sur la sécurité ainsi qu'une marche à suivre dans le cas où des employés refuseraient d'exécuter un travail qu'ils jugent trop dangereux. Les lignes directrices ont été envoyées à tous les exploitants de pétrole et de gaz sur les terres domaniales.

En 1989, l'APGTC et le ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve ont terminé la rédaction du projet de *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle* à l'intention de l'industrie pétrolière de la province. Des représentants de l'industrie ont aussi examiné le projet de règlement, qui est semblable à celui du gouvernement fédéral. La rédaction de ce projet de règlement provincial est maintenant terminée et sa promulgation se fera sans doute au cours de 1990.

Domaine de la production

L'ébauche du projet de *Règlement sur les installations de production* se nomme désormais projet de *Règlement sur les installations pétrolières et gazières* et a été amendée par l'APGTC de façon à englober le forage, le logement et les installations de production. Ce projet de règlement traite déjà des exigences techniques relatives à la conception, à la construction, à l'aménagement, à l'exploitation et à l'entretien des installations.

Certificat de conformité

Le projet de règlement sur les certificats de conformité a été rédigé par l'APGTC et envoyé aux représentants de l'industrie afin d'obtenir leurs commentaires. Il s'inscrit dans le processus d'accréditation recommandé par la Commission royale de l'Ocean Ranger et par le rapport subséquent préparé par le groupe de travail Harrison. Il dresse la liste des organismes reconnus en tant qu'autorités compétentes, énumère les étapes à suivre pour émettre un certificat de conformité et décrit les exigences minimales relatives aux responsabilités des autorités compétentes.

Au cours de 1989, un comité de direction a été formé en vue d'étudier les demandes des organismes souhaitant devenir des autorités compétentes. Ce comité était formé de hauts fonctionnaires de l'APGTC, du ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve, du ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse et de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

Les critères importants de qualification établis par le comité avaient trait à l'expérience en matière d'accréditation, aux ressources et à la compétence du personnel des organismes qui souhaitaient avoir le pouvoir d'accréditer les installations extracôtières du Canada. Ces organismes devaient aussi être en mesure de mener des enquêtes visant à établir si l'exploitant respectait ou non les exigences établies dans le certificat de conformité.

Après avoir évalué les demandes de plusieurs organismes compétents, le comité a recommandé que les entreprises suivantes figurent sur la liste des autorités compétentes qualifiées, liste qui sera incluse dans le projet de règlement proposé sur les certificats de conformité:

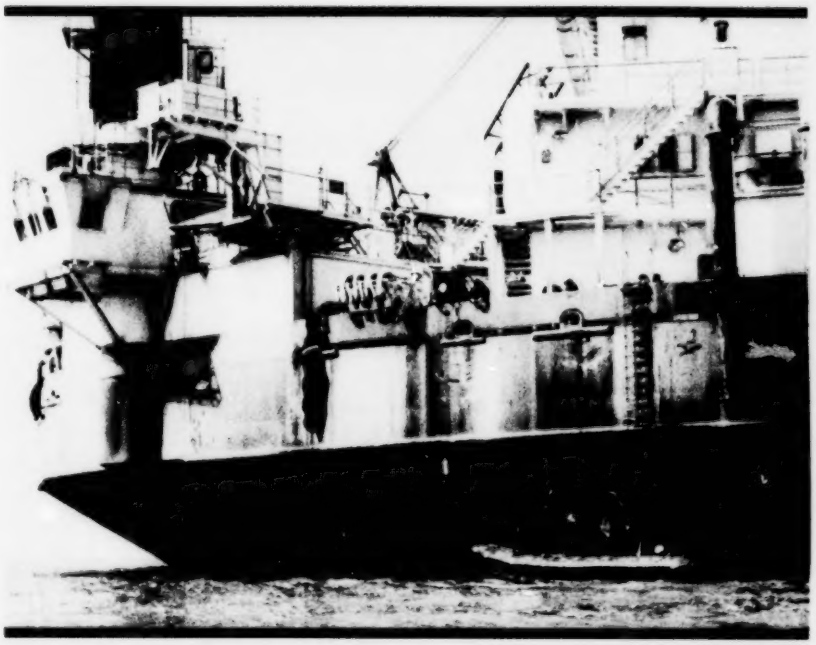
- American Bureau of Shipping;
- Bureau Veritas;
- Det Norske Veritas; et
- Lloyd's Register of Shipping.

Normes relatives aux combinaisons de survie

L'APGTC préside le Comité des combinaisons de survie, chargé de l'élaboration des normes relatives aux combinaisons de survie. En 1989, à la suite des travaux de ce comité, l'Office des normes générales du Canada a publié des normes relatives aux combinaisons d'évacuation et aux combinaisons de survie. Les exploitants bénéficient d'un délai raisonnable pour observer les normes établies.

Formation en matière de sécurité

En 1989, l'APGTC, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'industrie ont continué d'élaborer les lignes directrices relatives à la formation et aux compétences minimales en matière de sécurité que doivent posséder les membres du personnel des unités mobiles de forage en mer et de l'équipage des navires de soutien. Ces lignes directrices aideront les exploitants à mettre en application les dispositions de formation se rapportant aux divers règlements relatifs à la santé et à la sécurité au travail ainsi qu'au secteur maritime et au forage. Les lignes directrices ont été approuvées par les représentants de l'industrie et seront publiées en 1990.



Équipe de forage remontant à bord du Kulluk à l'emplacement de forage du puits Immugak N-05 dans la mer de Beaufort. Photo de D. Scratch.

Toujours en 1989, l'APGTC a élargi la portée des lignes directrices relatives à la formation en survie de façon à inclure tous les travailleurs réguliers de la zone extracôtière septentrionale. Grâce au cours de formation, les membres du personnel peuvent mieux comprendre les dangers propres au milieu extracôtier et apprendre à se servir de l'équipement d'urgence et à réagir adéquatement en cas d'accidents extracôtiers. Les représentants de l'industrie ont approuvé les lignes directrices et ont élaboré un programme de formation de concert avec l'Institut pacifique de formation maritime, un organisme de Vancouver responsable de la prestation du programme. À la fin de l'année, la plupart des membres du personnel de la zone extracôtière septentrionale avaient suivi le cours de formation.

Protection du travailleur

Travaux d'obturation permanente du puits Bregg N-1 Tathlina Lake No 1 dans les Territoires du Nord-Ouest.
Photo de E. Lepine

Travaux de plongée

En 1989, l'APGTC a terminé l'élaboration de 10 séries de lignes directrices relatives à la formation en plongée et aux exigences requises afin de se conformer aux articles du *Règlement sur les opérations de plongée relatives au pétrole et au gaz naturel du Canada*. En vertu de ces lignes directrices, la formation des plongeurs et du personnel qui travaillent dans ce domaine sera homogène et garantira que les opérations de plongée sur les terres domaniales ne présentent aucun danger. Toutes les lignes directrices relatives à la formation seront publiées et distribuées au début de 1990.

Le Comité de certification et d'examen

L'APGTC siège au sein du Comité de certification et d'examen sur la prévention d'éruption et de contrôle des puits, formé de représentants d'organismes provinciaux de réglementation et de l'industrie pétrolière. En 1989, ce comité a révisé le programme du cours d'accréditation du personnel travaillant sur les puits terrestres. De plus, le Comité offre désormais aux candidats qui possèdent l'accréditation terrestre requise la possibilité de suivre des cours de recyclage en travaux extracôtiers, en service de puits ou en entretien de puits avec haute concentration en hydrogène sulfuré (H_2S). À la fin de l'année, le Comité a également entrepris une révision des cours d'accréditation des travailleurs extracôtiers.

Domaine maritime

En 1989, la Garde côtière canadienne a terminé, avec la participation de l'APGTC, la rédaction du projet de *Règlement d'accréditation et d'affectation*, qui énumère, d'une part, les compétences exigées des membres du personnel de surveillance sur les unités mobiles de forage en mer ainsi que sur les navires de production et, d'autre part, les exigences afférentes en matière d'effectifs. Le projet de règlement devrait être promulgué en 1990.

Inspections

Dans le cadre de son mandat qui consiste à assurer la santé et la sécurité des employés et l'efficacité des opérations pétrolières et gazières sur les terres domaniales, l'APGTC effectue régulièrement des inspections des installations de prospection et de production. En 1989, l'Administration a procédé à 3 inspections géophysiques, à 25 inspections de plates-formes de forage et à 5 inspections d'installations de production sur les terres domaniales.

ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1989

	Heures-personnes sur les lieux de travail		Accidents avec perte de temps		Fréquence des accidents	
	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours
					(accidents avec perte de temps/ 10^6 heures-personnes)	
Partie continentale des Territoires	90 997	—	1	—	11	—
Delta du Mackenzie* et mer de Beaufort	565 054	289 944	8	4	14,16	13,80
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	—	—	—	—	—	—
Zone extracôtière de Terre-Neuve	125 388	56 124	6	2	47,85	35,64
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	—	—	—	—	—	—
Total	**781 439**	**346 068**	**15**	**6**		

* *Estimations.*

Accidents avec perte de temps

En 1989, les agents de sécurité de l'APGTC ont été informés d'un nombre total de 21 accidents avec perte de temps dans les installations de prospection et sur les navires de service. Il s'agit là d'une augmentation par rapport à l'an dernier, alors qu'on comptait 15,1 accidents par million d'heures-personnes de travail comparativement à 18,6 cette année. De plus, on a enregistré un accident avec perte de temps au cours de travaux de production et 10 au cours de travaux géophysiques sur les terres domaniales. Toutefois, il n'y a eu au cours de l'année aucun accident mortel lié à la prospection ou à la production pétrolière et gazière.

Problème de contrôle du puits d'Immiugak N-05

Après s'être penchée sur le problème de contrôle du puits d'Immiugak N-05, l'APGTC a publié, en décembre, un rapport contenant les résultats de l'enquête qu'elle a effectuée. Les responsables de l'enquête ont recommandé que les exploitants utilisent la totalité des données relatives à l'activité sismique et au forage au moment de choisir l'emplacement d'un puits, qu'ils continuent à se servir des avant-trous, des quantités de boue de réserve et des déflecteurs dans les secteurs susceptibles de contenir du gaz à faible profondeur, et que les divertisseurs soient conçus en fonction de chaque unité mobile de forage en mer. Le rapport suggérait également la tenue, en 1990, d'un atelier à l'intention des exploitants de la zone septentrionale; les participants pourraient alors discuter des méthodes de forage sécuritaires et de l'utilisation d'équipement de forage sûr dans les secteurs pouvant contenir du gaz naturel à faible profondeur.

Protection du travailleur

Le simulateur d'hélicoptère utilisé durant les exercices d'évacuation sous-marine effectués par le personnel d'exploitation.
Photo de Sarvis et Associés

Abandon du puits Briggs

En janvier, l'APGTC a conclu un marché avec Petro-Canada, en vertu duquel la société s'est engagée à effectuer l'abandon adéquat du puits Briggs N.E. Tathlina Lake No.1, dans les Territoires du Nord-Ouest. Foré en 1956, ce puits laissait échapper des petites quantités de gaz acide depuis quelques années. Il incombe généralement à l'exploitant initial de régler les problèmes liés à l'abandon d'un puits, mais dans ce cas-ci, l'exploitant n'est plus en affaires depuis plusieurs années. Les inspecteurs de l'APGTC, après avoir arpenté la plate-forme de forage, ont constaté qu'il y avait des émanations d'hydrogène sulfuré, un gaz pouvant avoir des effets nocifs sur l'être humain et sur la nature. On a tout de suite érigé des panneaux interdisant l'accès au public, après quoi le puits a été creusé de nouveau et la surface du trou a été obturée de façon permanente à l'aide de ciment.

Recherche et développement

Sous l'égide du Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE), l'APGTC a continué de siéger au sein du comité du PRDE sur le génie maritime, qui finance les programmes d'élaboration des critères environnementaux et les programmes de génie maritime ainsi que les programmes sur les interactions glaces-structures et sur la sécurité des travailleurs. Ces programmes ont porté sur les difficultés de conception et d'exploitation associées aux installations de production et de prospection pétrolières et gazières. Les résultats des recherches permettront de perfectionner les technologies utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière et de rehausser les exigences de sécurité relatives à la réglementation et aux lignes directrices.

Vous trouverez ci-après la description des principaux projets parrainés par le PRDE et administrés par l'APGTC.

Protection des îles de glace

L'APGTC a participé à un programme conjoint (gouvernement - industrie) de recherche sur le terrain destiné à prolonger la vie des îles de glace artificielles construites en vue des activités de prospection normales ou du forage des puits de secours. Ce projet a permis de calculer le taux d'ablation de la surface ainsi que le taux d'érosion, et d'analyser la stabilité des contours de ces îles une fois les divers systèmes de protection mis en place.

Le programme, qui s'est déroulé sur l'île de glace artificielle Nipterk P-32, a donné lieu à l'évaluation de nombreuses techniques d'isolation et de protection. On prévoit que les résultats obtenus permettront à l'industrie de concevoir des îles de glace plus durables et plus sécuritaires.

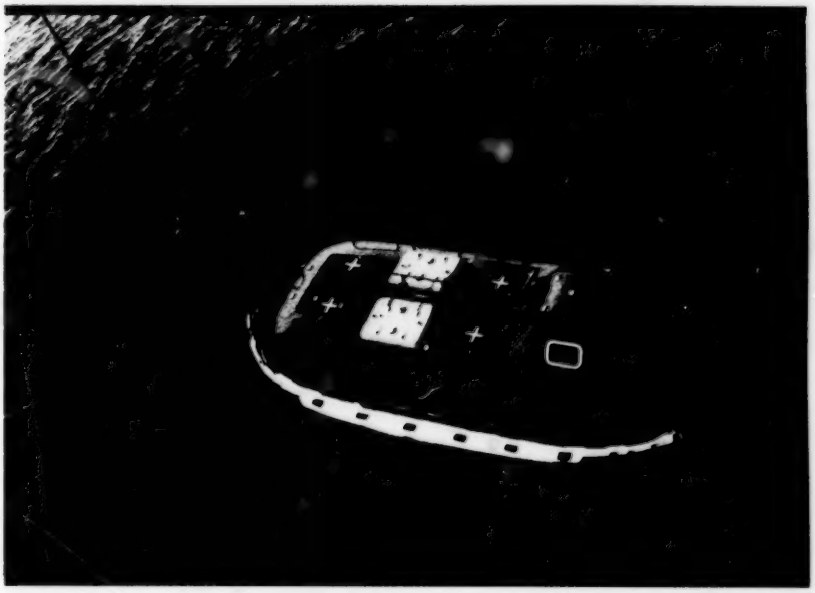
Interactions entre les fonds marins et les vagues

L'APGTC a mis sur pied ce programme de recherche dans le but d'améliorer les techniques de modélisation physique et numérique qui servent à prévoir l'érosion et la réaction du fond marin ainsi que l'installation des structures montées sur des caissons. Le programme de 1989 a porté sur l'élaboration d'un logiciel qui permettrait de prévoir les fluctuations de pression interstitielle et la suspension des sédiments au point de contact entre les vagues et le caisson. Ce nouveau logiciel a été calibré à partir d'essais sur maquette effectués en laboratoire. L'industrie et le gouvernement s'en serviront pour concevoir et examiner les structures montées sur des caissons dans la mer de Beaufort.

Technologie en matière d'évacuation

Étant donné que les hélicoptères ont la préférence lorsqu'il s'agit d'évacuer les unités mobiles de forage en mer, deux études ont été menées dans le but de définir les divers aspects de la sécurité des passagers. En 1989, on a achevé une étude de deux ans sur les facteurs qui empêchent et favorisent le sauvetage d'un passager d'hélicoptère étant tombé en mer. Le second programme a permis d'évaluer des dispositifs simples augmentant les chances de survie d'un passager victime d'un accident d'hélicoptère au large des côtes.

Une autre étude a eu pour objet d'établir si le fait d'avoir le mal de mer durant une période de temps prolongée (36 heures) peut mettre en péril la vie de ceux qui effectuent l'évacuation des unités mobiles de forage dans les embarcations de survie motorisées et entièrement étanches. Les résultats de l'étude ont révélé que le mal de mer entraînait la déshydratation et la perte d'électrolytes dans le corps, mais que ce malaise ne pouvait vraisemblablement pas être une cause directe de décès.



Les embarcations de survie motorisées et entièrement étanches ont fait l'objet d'une étude effectuée par l'APGTC concernant le mal de mer. Photo de S. Gill.

Les dépressions polaires

Bien que de nombreux travaux aient été effectués dans le but de prévoir les dépressions polaires et leur fréquence sur les mers Barents et du Nord, on en sait très peu sur leur formation, leur fréquence et leur comportement en eaux canadiennes. En 1989, l'APGTC a financé un programme de recherche de trois ans visant à étudier les dépressions polaires en eaux canadiennes. On a donc mis sur pied une base de données météorologiques des dépressions polaires et effectué une climatologie des tempêtes qui se développent rapidement au-dessus des eaux canadiennes. Les résultats de cette recherche serviront à élaborer un guide de prévisions météorologiques aidant à prévoir les dépressions polaires, ce qui permettra d'améliorer la sécurité des activités extracôtières.

Protection de l'environnement

Des ours polaires sur l'île Ellesmere dans l'Extrême-Arctique.
Photo du Service canadien des parcs, Environnement Canada

Côte est

Banc Georges

Conformément au moratoire de 1988 interdisant le forage au banc Georges jusqu'en l'an 2000, l'APGTC a rencontré les membres du Groupe consultatif Canada–États-Unis des effets potentiels du forage exploratoire sur le banc Georges, afin de discuter des questions environnementales et socio-économiques relatives aux travaux de prospection au banc Georges. Les membres du groupe ont échangé des informations sur les travaux de recherche environnementale, scientifique et technique qui ont été mis en œuvre dans les deux pays.

Côte ouest

Examen environnemental

Cette année, les membres du Comité de coordination des questions environnementales du Pacifique se sont réunis afin d'établir l'importance des divers projets d'étude sur la prospection extracôtière. Le Comité a attribué un contrat pour l'élaboration d'un système visant à développer une base de données sur les ressources au large des côtes et leur sensibilité aux activités économiques.

Les membres du comité consultatif sur les questions d'ordre socio-économique, présidé conjointement par des représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique et de l'APGTC, se sont réunis pour élaborer un plan de travail officiel. Le comité consultatif ainsi que le Comité de coordination des questions environnementales du Pacifique ont continué de donner suite aux recommandations environnementales et socio-économiques faites par la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest.

Nord

Enquête publique sur le puits Isserk I-15

En octobre, l'APGTC a participé aux audiences publiques du Bureau d'examen des répercussions environnementales qui ont eu lieu à Tuktoyaktuk et qui ont permis d'analyser le projet de forage d'Isserk I-15 d'Esso Chevron et al. Il s'agissait là de la première enquête publique menée par le Bureau conformément à la Convention définitive des Inuvialuit de 1984. L'enquête en question visait la mise en application, par le gouvernement, de la politique de forage de puits de secours durant une même saison, les questions relatives à l'efficacité des méthodes de nettoyage de déversement de pétrole et les compensations accordées en cas de préjudice à la nature. Le Bureau a donné le feu vert à la mise en œuvre du projet, moyennant le respect de plusieurs conditions précises incluses dans le document d'approbation du programme de forage de l'APGTC. Il a en outre recommandé que des mesures soient prises en vue d'encourager la participation des Inuvialuit à la réalisation de projets de développement.

Planification de l'utilisation des terres

En 1989, l'APGTC a travaillé en étroite collaboration avec les commissions régionales de planification de l'utilisation des terres de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que du détroit de Lancaster. L'Administration a également participé à la révision de l'ébauche finale du plan du détroit de Lancaster en plus de fournir des renseignements relatifs à l'aspect technique et à la réglementation des activités de prospection et de production servant à l'élaboration du plan du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. L'APGTC a en outre participé à des ateliers présentés à Inuvik sur la mise en valeur des ressources non renouvelables. De plus, le personnel de l'Administration a entrepris des discussions avec les représentants de la nouvelle commission régionale de la planification de l'utilisation des terres de Denendeh concernant l'élaboration d'un plan similaire d'utilisation des terres dans la région visée par le règlement de la revendication des Dénés-Métis.

Exercice de déversement de pétrole en été effectué par la Garde côtière canadienne et la Coopérative de lutte contre le déversement de pétrole dans la mer de Beaufort

L'APGTC a inspecté l'exercice *in situ* de déversement de pétrole de Tuktoyaktuk organisé conjointement par la Garde côtière canadienne et la Coopérative de lutte contre le déversement de pétrole dans la mer de Beaufort. Grâce à cet exercice, il a été possible de mettre à l'essai diverses pièces d'équipement utilisées en cas de déversement de pétrole, dont la nouvelle héli-torche capable de mettre le feu à une nappe de pétrole. L'exercice a permis d'évaluer les compétences des membres du personnel responsable et de constater qu'ils étaient bien formés et qu'ils savaient se servir de l'équipement de contre-mesures en cas de déversement de pétrole.

Des employés de l'APGTC aux audiences publiques du Bureau d'examen des répercussions environnementales sur le programme de forage du puits Isserk I-15 d'Esso Chevron et al. Photo de E. Lepine.

Atelier sur un accident de pollution grave

En septembre dernier, l'APGTC ainsi que d'autres organismes fédéraux et territoriaux ont offert un atelier portant sur les mesures à prendre en cas d'accident de pollution grave. On y a examiné les dispositifs d'intervention des organismes gouvernementaux intéressés et des ministères-ressources afin d'établir si les dispositions de coordination étaient adéquates et de définir les améliorations possibles à y apporter. On compte avoir encore recours au processus de consultation dans le but d'accroître la collaboration entre les divers organismes concernés.

Consultation

Lignes directrices

De concert avec d'autres ministères, l'industrie et les offices du pétrole et du gaz, l'APGTC a publié les *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière*. Le Groupe de travail sur les lubrifiants des liquides de forage publiera aussi son rapport sur les répercussions environnementales de l'utilisation du diesel comme lubrifiant des liquides de forage. En 1989, l'APGTC a poursuivi les consultations avec l'industrie pour mettre au point des stratégies relatives au contrôle des déversements de pétrole.

Protection de l'environnement

Un canon marin participant au déploiement du tangon et du récupérateur durant un exercice de déversement de pétrole en été dans la mer de Beaufort.
Photo du ministère des Pêches et des Océans

Sécurité des pétroliers et capacité d'intervention en cas de déversement d'agents polluants

En 1989, le gouvernement fédéral a entrepris un examen interministériel de la sécurité des pétroliers et de la capacité d'intervention en cas de déversement d'agents polluants; il a chargé du même mandat la commission d'examen public formée de trois membres et dont les travaux consistaient, entre autres, à obtenir la contribution du public. L'APGTC a participé à cet examen à titre de membre des comités des politiques et de la mise en condition et plus particulièrement, dans les domaines de la responsabilité et de la capacité d'intervention en cas de déversement d'agents polluants causé par les activités pétrolières et gazières au large des côtes. L'Administration a également présenté au comité chargé des audiences publiques à Inuvik, des données pertinentes sur les accidents entraînant la pollution durant les travaux de forage extracôtiers.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Créé en 1983, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un programme de recherche portant sur la prospection et la mise en valeur pétrolières et gazières; il est financé par des sociétés pétrolières et gazières détenant des titres sur les terres domaniales du Canada. Le programme est géré par un conseil composé de représentants de l'industrie, du gouvernement fédéral, des offices régionaux et du public, et appuyé par un secrétariat de l'APGTC qui est chargé de l'administration du programme. Michael R. Robertson, de Petro-Canada, a été choisi comme président du conseil. Il est le premier représentant de l'industrie à occuper ce poste.

En 1989, le FEE a entrepris un programme d'étude de 500 000 $ dans les six domaines suivants :

- l'étude, au moyen d'un modèle numérique, des effets éventuels des hydrocarbures sur la distribution des œufs et des larves de poissons dans les Grands Bancs;
- l'étude des dangers éventuels d'intoxication des espèces commerciales du poisson plat des Grands Bancs dans l'éventualité d'un déversement de pétrole;
- l'élaboration d'un programme d'analyse des effets environnementaux dans la mer de Beaufort;
- la collecte de données relevées par les radars maritimes relativement à la détection des icebergs dans les Grands Bancs;
- l'élaboration d'un programme de cartographie répétitive d'affouillement par iceberg dans les Grands Bancs; et
- l'analyse des données rétrospectives des glaces extrêmes de la mer de Beaufort.

Emplois et retombées économiques

En 1989, un total de 2 319 emplois ont été créés par suite des activités terrestres et extracôtières. Dans le Nord, 2 129 emplois ont été créés et de ce nombre, seulement 10 n'ont pas été accordés à des Canadiens. Sur la côte est, les Canadiens ont occupé 175 des 190 emplois créés.

En 1989, des groupes d'affaires et des gouvernements étrangers ont continué de montrer de l'intérêt pour les débouchés qu'offre la mise en valeur extracôtière. Bon nombre de groupes sont venus au Canada pour en apprendre davantage sur le sujet tandis que d'autres ont formé des entreprises conjointes avec des sociétés canadiennes pour profiter de ces opportunités. L'APGTC a présenté des exposés aux membres de l'Association of British Offshore Industries ainsi qu'aux entreprises canadiennes et norvégiennes qui ont participé aux ateliers subventionnés par le Groupe de travail extracôtier Canada-Norvège.

Développements du Nord

L'appel d'offres lancé en novembre visant les parcelles de terre dans la zone centrale de la mer de Beaufort a donné l'occasion aux gouvernements du Canada, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon de travailler ensemble à la mise en application des dispositions relatives aux retombées économiques, conformément aux ententes de principe de l'Accord du Nord. Aux termes de ces dispositions, les gouvernements territoriaux sont chargés de contrôler les retombées relatives au Nord et le gouvernement fédéral, celles se rapportant au Canada. Les dépenses et la main-d'œuvre étant concentrées dans l'Ouest canadien et dans le Nord, les retombées économiques des programmes de prospection septentrionale, à quelques exceptions près, sont toutes d'ordre national.

Le centre nerveux du champ pétrolifère de Norman Wells, la salle de contrôle de l'installation centrale de traitement et d'exploitation Imperial Oil Ltd. [illegible]

Négociations relatives aux mégaprojets

Les fonctionnaires de l'APGTC ont aidé les représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources à négocier les dispositions relatives aux retombées économiques des quatre ententes de mégaprojet suivantes : le projet OSLO (acronyme de Other Six Leases Operation); le projet de pipelines de gaz naturel sur l'île Vancouver; l'usine de valorisation du pétrole lourd de Lloydminster; et le projet de mise en valeur du champ pétrolifère d'Hibernia.

Emplois et retombées économiques

TOTAL DES EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1989

	Total de la main-d'œuvre*	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires	675	675	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1 431	1 421	99
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	100
Zone extracôtière de Terre-Neuve	150	136	91
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	40	39	98
Total	**2 319**	**2 294**	**99**

* *Représente le nombre approximatif d'emplois créés.*

TOTAL DES DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1989

	Prospection*	Mise en valeur	Production	Total	Au Canada	Pourcentage au Canada**
	(en millions de dollars)					
Partie continentale des Territoires	24,1	—	—	24,1	22,9	95
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	233,2	—	—	233,2	198,2	85
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	—	—	—	—	—	—
Zone extracôtière de Terre-Neuve	29,4	—	—	29,4	17,6	60
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	0,7	—	—	0,7	0,6	86
Total	**287,4**	**—**	**—**	**287,4**	**239,3**	**83**

* *Y compris les dépenses liées aux travaux géophysiques.*
** *Estimations.*

Résumé statistique

Terres domaniales 28
Partie continentale des Territoires 29
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
Îles de l'Arctique et zone extracôtière
de l'est de l'Arctique 34
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 36
Annexe: Zone extracôtière de Terre-Neuve ... 38

Terres domaniales

Résumé statistique

BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES	1985	1986	1987	1988	1989
Permis (PP, AE* et ADI**) conclus	5	23	42	105	15
Puits entamés	99	60	48	25	12
Mètres forés	207 896	150 404	67 234	54 391	27 014
Puits achevés	103	70	50	27	10
Découvertes importantes	25	14	1	2	3***
Travaux géophysiques exécutés	55	15	7	27	21
Levés de sismique-réflexion (km)	57 091	11 001	2 756	16 568	21 587
Mois-installations	199	133	41	37	18

* *Accord d'exploration.*
** *Attestation de découverte importante.*
*** *De plus, les résultats de quatre puits d'exploitation demeurent confidentiels.*

BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES	PÉTROLE*		GAZ NATUREL	
	Découvertes (en millions de m³)	Potentielles	Découvertes (en milliards de m³)	Potentielles
Côte ouest	0	50	0	270
Partie continentale des Territoires	37,7	95	21,8	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	256,4	1 112	322,7	1 918
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	65,7	873	416,4	3 156
Baie d'Hudson	0	127	0	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	235,2	894	148,7	1 649
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	23,7	318	164,7	663
Total	**618,7**	**3 469**	**1 074,3**	**8 056**

* *Y compris les condensats.*

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES	1985	1986	1987	1988	1989
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	949,0	1 411,0	1 531,0	1 728,0	1 789,0
Bent Horn	29,5	17,5	34,5	54,9	43,4
Amauligak	—	50,0	—	—	—
Panuke	—	—	3,7	—	—
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	226,0	205,0	156,0	154,0	103,0
Norman Wells	227,0	188,0	163,0	138,0	129,0

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1985	1986	1987	1988	1989
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	15	14	1	3	6
Puits de mise en valeur	39	14	35	11	—
Total	**54**	**28**	**36**	**14**	**6**
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	17	14	2	3	4
Puits de mise en valeur	38	14	36	11	—
Total	**55**	**28**	**38**	**14**	**4**
Mètres forés	53 924	36 289	31 132	15 778	9 865
Puits de prospection et de délimitation	23 968	24 401	974	7 095	9 865
Puits de mise en valeur	29 956	11 888	30 158	8 683	—
Travaux géophysiques exécutés	17	7	5	9	9
Levés de sismique-réflexion (km)	5 819	2 095	149	1 729**	1 690

* *Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*
** *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1985	1986	1987	1988	1989*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	21,4	20,3	20,8	20,8	21,8
Pétrole (en millions de m^3)	51,0	51,0	37,2	37,2	37,7
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	226	205	156	154	103
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	227	188	163	138	129
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	949	1 411	1 531	1 728	1 789

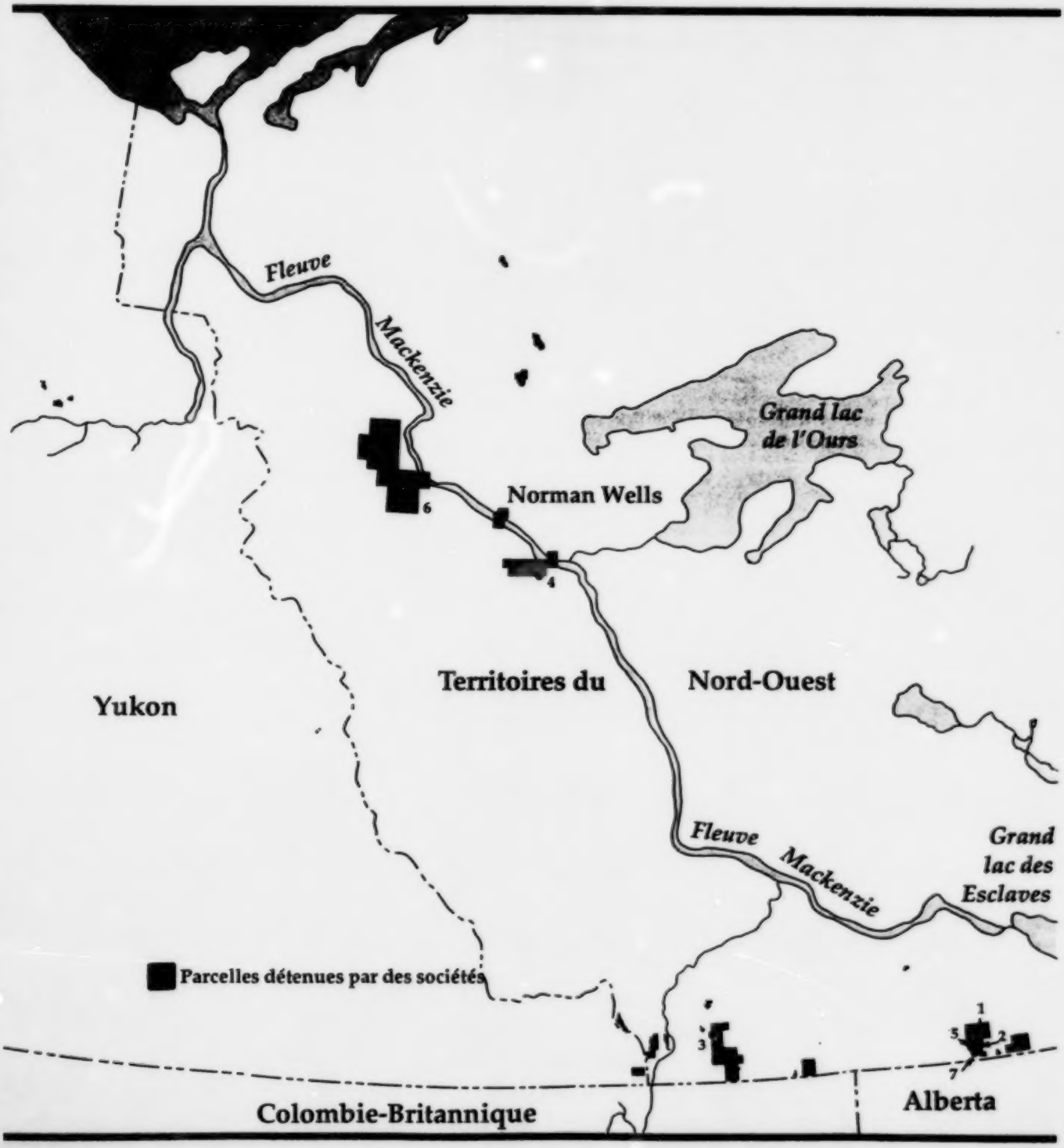
* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1985	1986	1987	1988	1989
Installations de forage en exploitation	11	11	3	3	5
Mois-installations	31	33	13	6	5
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	60,0	11,1	2,4	8,7	12,6
Travaux de prospection et de délimitation	69,3	54,1	4,4	6,3	11,5
Travaux de mise en valeur	35,2	14,3	27,0	5,3	—
Installations de production	23,5	5,6	30,5	5,3	—
Total des dépenses (en millions de dollars)	**188,0**	**85,1**	**64,3**	**25,6**	**24,1**

ÉTAT DES PARCELLES	1985	1986	1987	1988	1989
Permis (PP et ADI) conclus	0	0	24	18	0
Total des PP et des ADI en cours	34	30	29	30	25
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	0	0	4,5	0,08	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	3,1	3,3	4,7	0,9	0,38
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	9,2	5,7	2,3	1,2	0,9

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Paramount et al. Cameron Hills I-10	60°09'39"N 117°30'04"O	*Arnco n° 1*	85-02-19 85-04-02		
			Cactus 21	86-01-31 86-03-07		
			Poncho n° 103	86-03-16 86-03-31		1 563
			Roll'n Rig 31	89-02-05 89-02-22	Bouché et suspendu	
2.	Paramount et al. Cameron B-08	60°07'07"N 117°30'46"O	*Sierra 2*	89-01-19 89-02-09		
			Roll'n Rig 31	89-02-23 89-03-09	Bouché et suspendu	1 560
			*	89-03-09 89-03-28		
3.	Shell et al. Arrowhead B-41	60°30'08"N 122°53'17"O	*Atco 48*	89-01-22 89-03-24	Bouché et suspendu, découverte de gaz	3 080
4.	Conoco et al. North Little Bear O-51	64°40'57"N 125°54'55"O	*Atco/Equtak 76*	89-02-06 89-02-26	Bouché et abandonné	2 190
5.	Paramount et al. Cameron L-47	60°06'32"N 117°39'12"O	*Sierra 2*	89-02-11 89-03-06		1 565
			Roll'n Rig 31	89-03-12 89-03-21		
			*	89-03-29 89-04-02	Bouché et suspendu	
6.	Chevron et al. Mountain River O-18	65°37'58"N 129°02'29"O	*Shehtah 1*	89-11-30	Forage en cours	1 079
7.	Paramount et al. Cameron L-44	60°03'32"N 117°139'03"O	*Sierra 2*	89-12-29	Forage en cours	391

* *Mis à l'essai par séparateur.*

En 1989, les travaux d'abandon ont été achevés sur les puits suivants :

Briggs N.E. Tathlina Lake No. 1 C-27
Horn River Decalta et al. Trout D-66
Columbia et al. Kotaneelee Y.T. I-48

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1985	1986	1987	1988	1989
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	19	17	3	3	5
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	16	24	3	4	4
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	48 370	48 016	8 344	13 438	11 273
Travaux géophysiques exécutés	8	5	1	7	11
Levés de sismique-réflexion (km)	4 700	4 756	139	11 475**	19 483**

* *Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir des navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.*

** *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1985	1986	1987	1988	1989*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	284,2	292,8	302,1	308,5	322,7
Pétrole (en millions de m^3)	183,1	193,2	253,2	253,2	256,4
Production de pétrole					
Amauligak (en milliers de m^3)	—	50,4	—	—	—

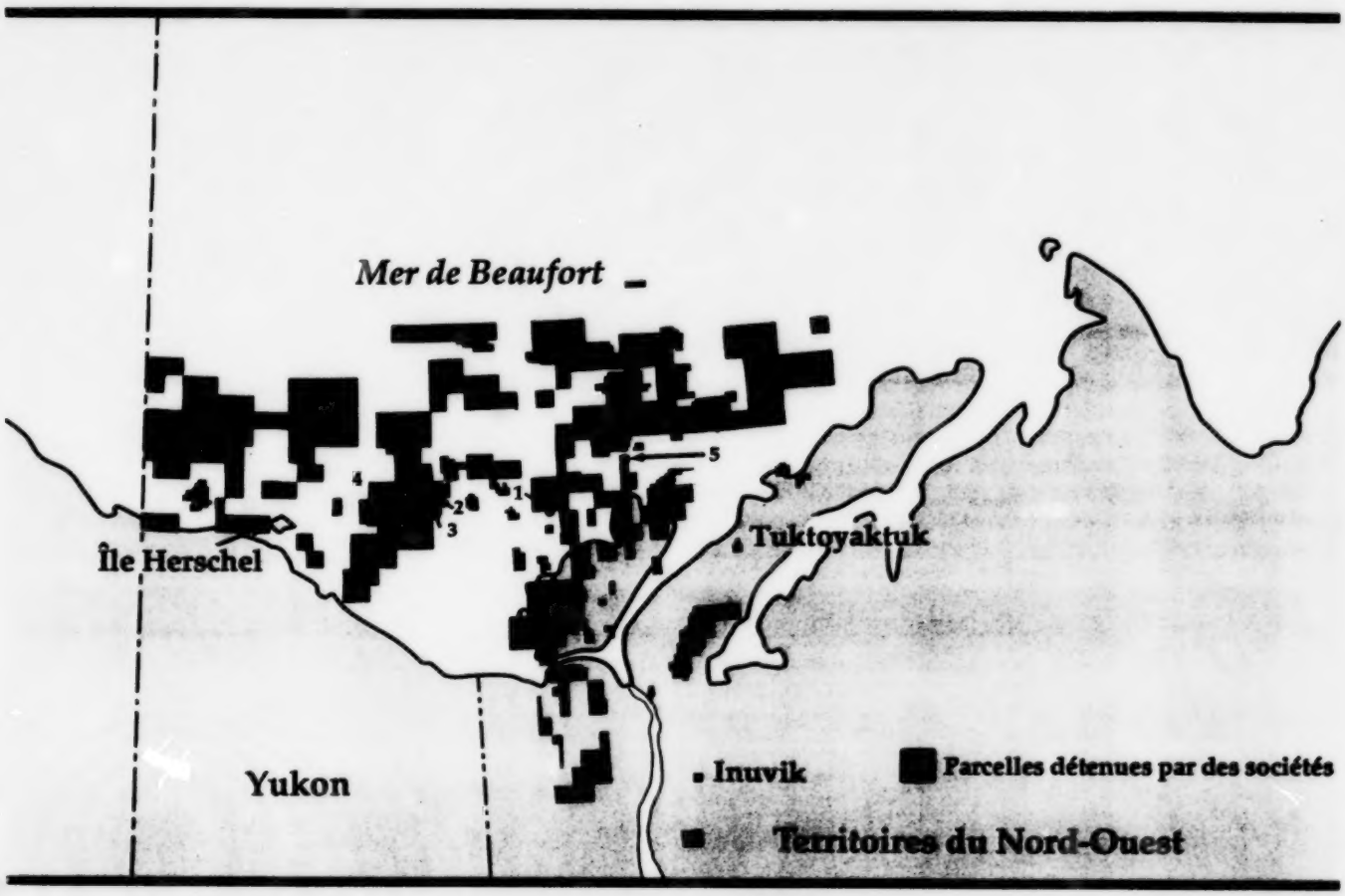
* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1985	1986	1987	1988	1989
Installations de forage en exploitation	13	11	3	2	4
Mois-installations	43	43	5	10	9
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	38,4	14,6	0,2	27,6	36,6
Travaux de prospection et de délimitation	760,5	391,5	108,6	99	196,6
Total des dépenses (en millions de dollars)	**798,9**	**406,1**	**108,8**	**126,6**	**233,2**

ÉTAT DES PARCELLES	1985	1986	1987	1988	1989
Permis (PP, ADI, LP*) conclus	0	0	11	49	7
Total des PP, ADI, LP en cours	23	23	28	59	62
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	0	0	2,1	1,4	0,2
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1,6	3,1	1,4	2,1	1,4
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	7,3	4,2	2,9	3,4	2,5

* *Licence de production.*



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Esso Chevron et al. Nipterk P-32	69°41'47"N 135°22'44"O	*Esso 2*	89-02-21 89-04-20	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	2 136
2.	Gulf et al. Immiugak N-05	69°44'53"N 137°01'21"O	*Kulluk*	89-06-01 89-06-10	Obstrué par accident et abandonné	397
3.	Gulf et al. Immiugak A-06	69°45'02"N 137°00'20"O	*Kulluk*	89-06-18 89-07-27 89-09-01 89-09-24	 Bouché et abandonné	 3 800
4.	Amoco et al. Kingark J-54	69°43'44"N 137°28'15"O	*Explorer 1*	89-07-18 89-10-10	Bouché et abandonné	2 247
5.	Esso Chevron et al. Isserk I-15	69°54'44"N 134°17'57"O	*Molikpaq*	89-11-11	Essais	2 693

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Résumé statistique

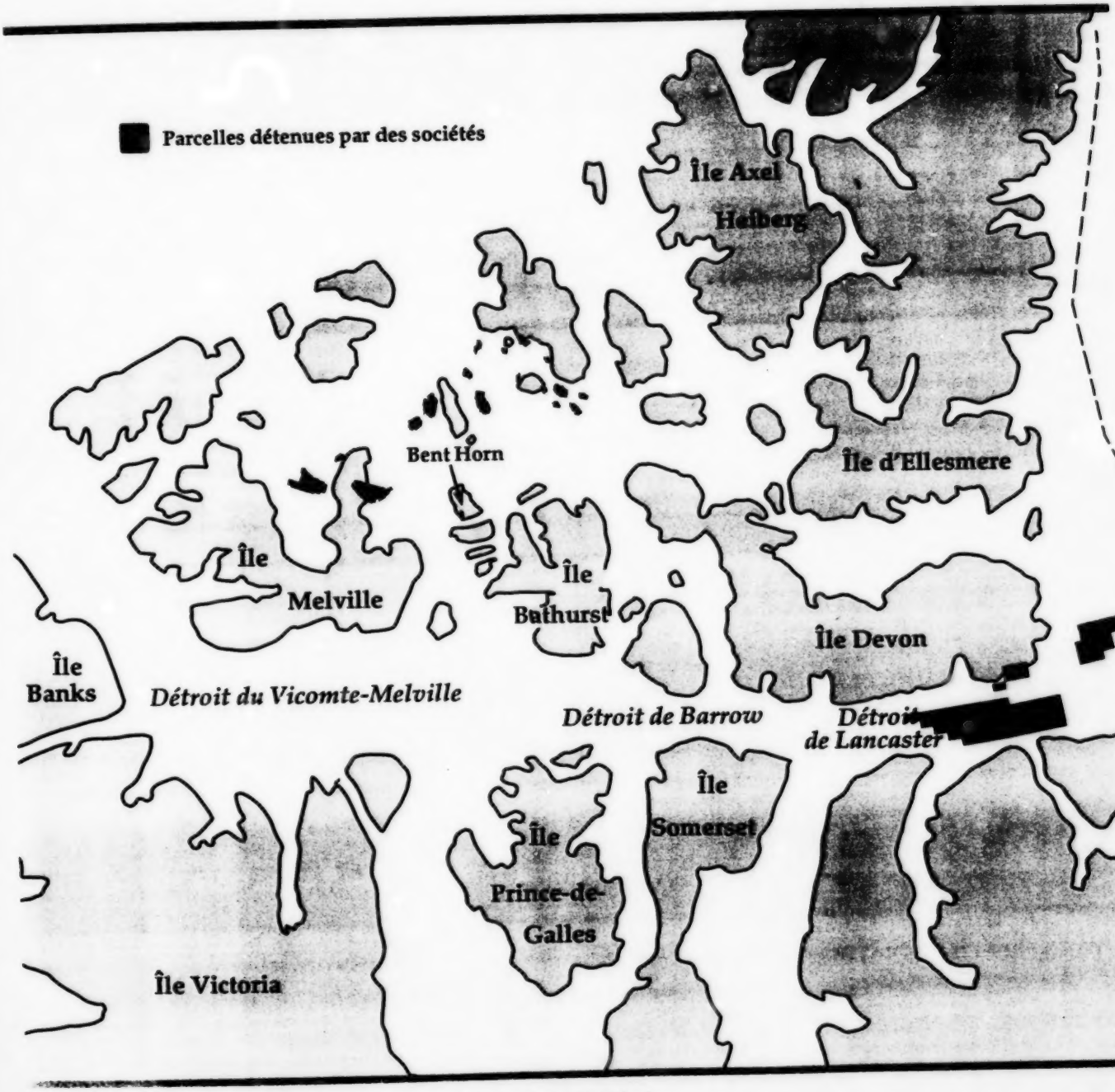
BILAN DES TRAVAUX	1985	1986	1987	1988	1989
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	3	2	1	0	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	3	2	1	0	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	6 185	4 940	689	0	0
Travaux géophysiques exécutés	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (km)	0	0	0	0	0

BILAN DES RESSOURCES	1985	1986	1987	1988	1989
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	415,7	416,4	416,4	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	29,5	17,5	34,5	54,9	43,4

* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1985	1986	1987	1988	1989
Installations de forage en exploitation	3	2	1	0	0
Mois-installations	9	4	2	0	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0,2	0	0	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	48,0	34,5	8,3	0	0
Installations de production	7,8	0,6	0,5	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	**56,0**	**35,1**	**8,8**	**0**	**0**

ÉTAT DES PARCELLES	1985	1986	1987	1988	1989
Permis (PP, ADI et LP) conclus	1	1	3	24	0
Total des PP, ADI et LP en cours	25	21	16	30	24
Parcelles visées par des PP, ADI et LP (en millions d'hectares)	0,7	0,9	0,3	0,4	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1,4	8,9	5,9	0,6	0,17
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	15,1	7,5	1,6	1,4	1,29



En 1989, les travaux d'abandon sur le puits Panarctic Tenneco et al. Thor P-38 ont été achevés.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

(y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1985	1986	1987	1988	1989
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	10	6	3	1	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	14	8	3	1	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	47 064	29 744	9 583	5 208	0
Travaux géophysiques exécutés	14	2	1	2	1
Levés de sismique-réflexion (km)	26 814	613	195	0	504

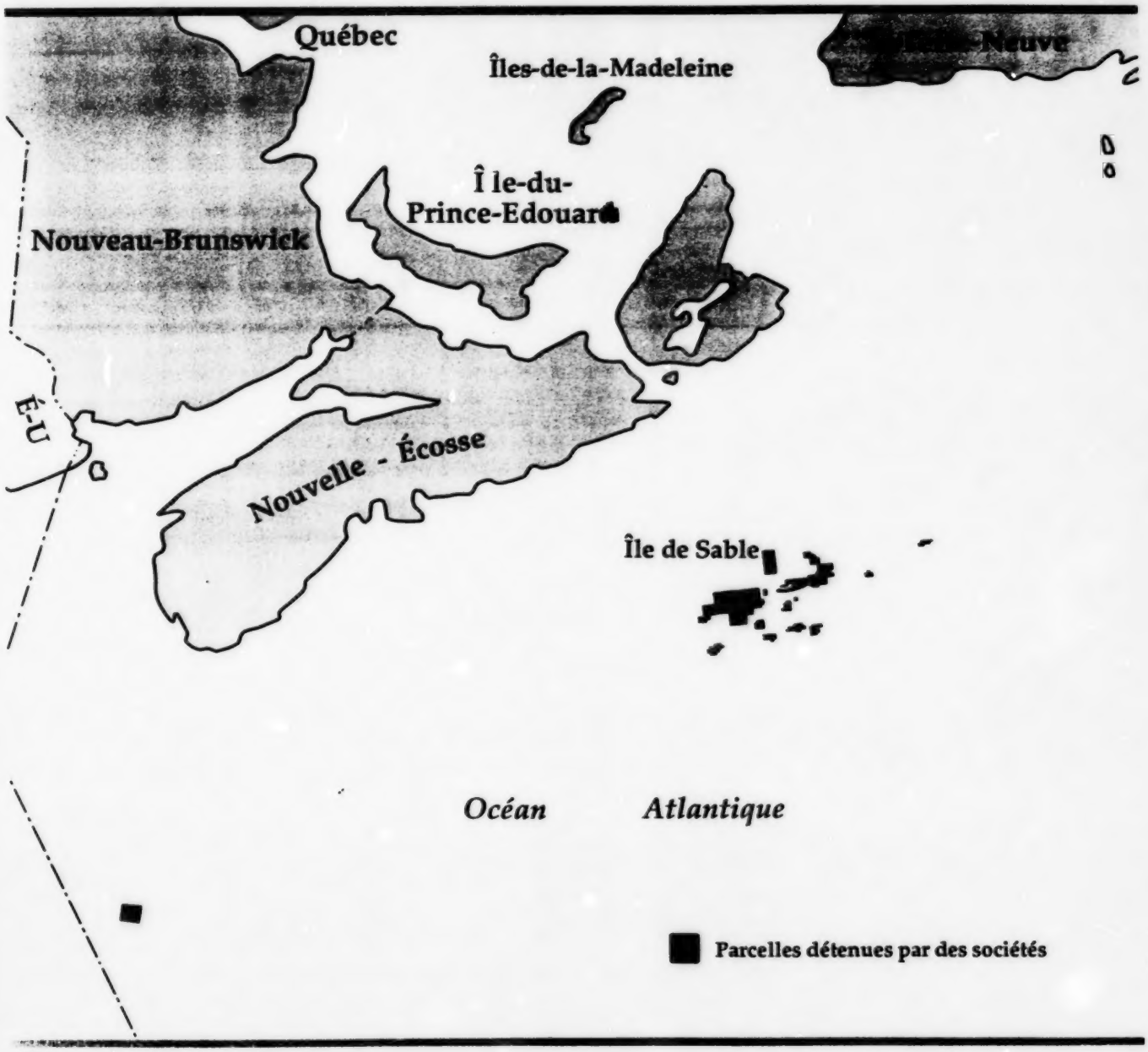
BILAN DES RESSOURCES	1985	1986	1987	1988	1989*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	127,4	150,6	160,9	162,4	164,7
Condensats et pétrole (en millions de m^3)	20,0	22,1	22,9	22,9	23,7
Production de pétrole					
Panuke (en milliers de m^3)	—	—	3,7	—	—

* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1985	1986	1987	1988	1989
Installations de forage en exploitation	8	5	2	1	0
Mois-installations	50	22	5	4	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	29,2	0,9	0,2	0,2	0,7
Travaux de prospection et de délimitation	452,0	176,8	35,3	31,5	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	**481,2**	**177,7**	**35,5**	**31,7**	**0,7**

ÉTAT DES PARCELLES	1985	1986	1987	1988	1989
Accords d'exploration (AE) conclus	2	13	3	1	3
Total des AE en cours*	28	15	17	15	17
Parcelles visées par des AE (en millions d'hectares)	0,9	1,7	0,3	0,04	0,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	2,8	3,2	1,1	0,4	0,12
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	4,2	1,1	0,7	0,3	0,24

* *Y compris les périmètres de découverte importante signalés.*


Québec
Îles-de-la-Madeleine
Nouveau-Brunswick
Nouvelle - Écosse
Île de Sable
Océan Atlantique
Parcelles détenues par des sociétés

Annexe

Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données de 1986-1989 ont été vérifiées par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1985	1986	1987	1988	1989
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	11	7	5	7	1
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	13	8	5	8	2
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	49 098	31 415	17 486	19 967	5 876
Travaux géophysiques exécutés	16	1	0	9	0
Levés de sismique-réflexion (km)	19 758	3 537	0	3 364	0

BILAN DES RESSOURCES*	1985	1986	1987	1988	1989**
Ressources découvertes***					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	152,4	146,8	146,8	146,8	148,7
Pétrole (en millions de m^3)	185,1	176,5	181,0	212,0	235,2

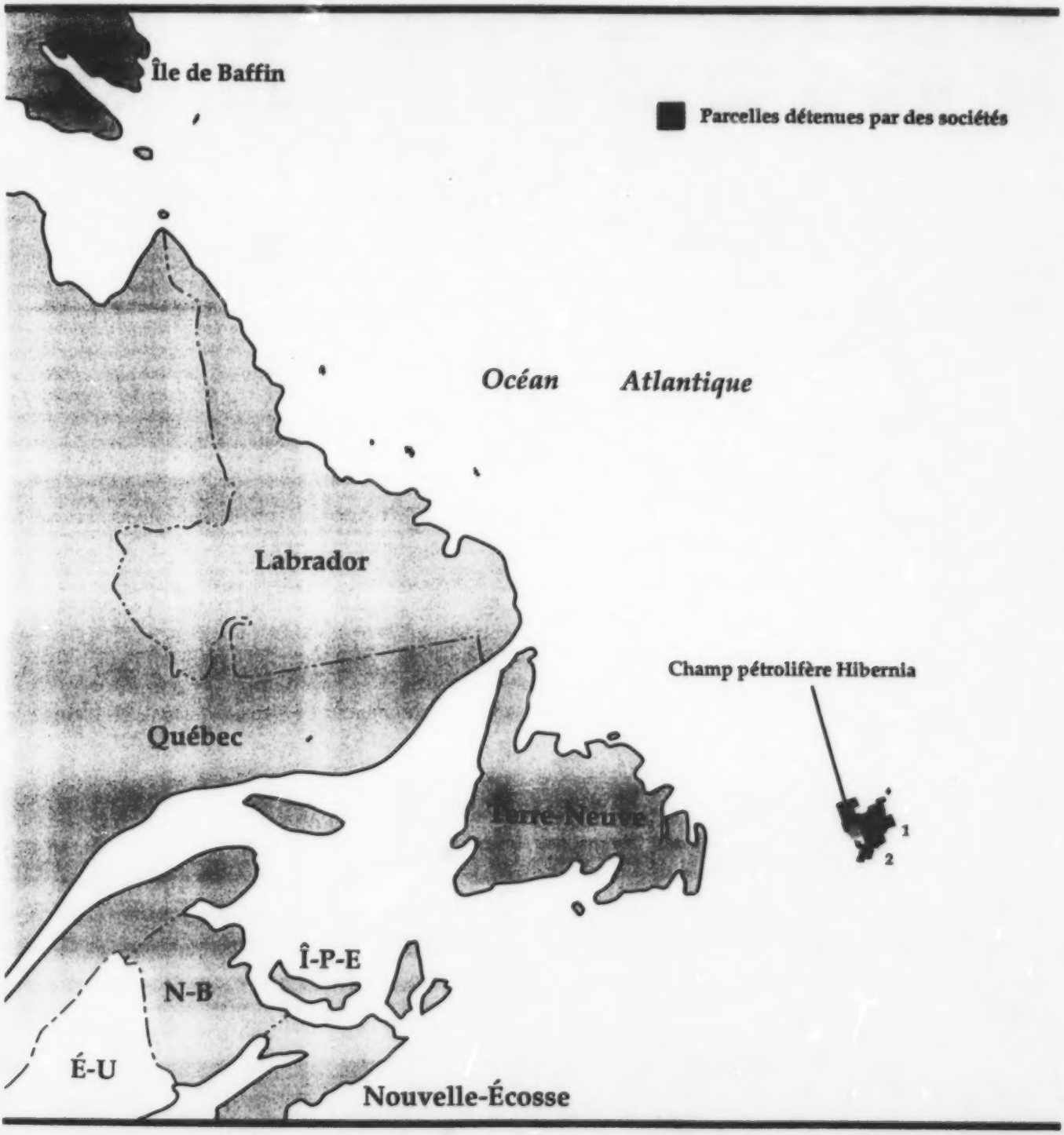
* *Ces chiffres ont été fournis par l'APGTC et peuvent différer de ceux publiés par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*

** *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

*** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1985	1986	1987	1988	1989
Installations de forage en exploitation	8	6	2	2	1
Mois-installations	63	31	16	17	4
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	27,3	4,1	0	5,2	0
Travaux de prospection et de délimitation	630,0	347,0	200	154,6	29,4
Total des dépenses (en millions de dollars)	**657,3**	**351,1**	**200**	**159,8**	**29,4**

ÉTAT DES PARCELLES	1985	1986	1987	1988	1989
Permis de prospection (PP et ADI) conclus	0	9	1	12	5
Total des PP et des ADI en cours	38	27	21	19	21
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	0	1,5	0,1	0,1	0,26
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	10,9	9,2	1,8	1,0	0,3
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	11,9	3,4	1,7	0,8	0,76


Île de Baffin
Parcelles détenues par des sociétés
Océan Atlantique
Labrador
Québec
Champ pétrolifère Hibernia
Terre-Neuve
1
2
Î-P-E
N-B
É-U
Nouvelle-Écosse

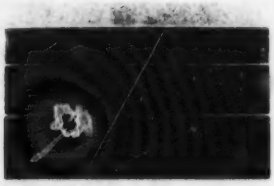
Zone extracôtière de Terre-Neuve

Résumé statistique

N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Texaco et al. Amethyst F-20	46°39′24″N 48°02′28″O	*Maersk Vinlander*	88-12-25 89-02-09	Bouché et abandonné	3 305
2.	Texaco et al. Springdale M-29	46°28′48″N 48°19′28″O	*Maersk Vinlander*	89-02-11 89-03-09		
				89-04-04 89-05-14	Bouché et abandonné, découverte de gaz	3 192

Glossaire

Appel de nominations : Avis invitant les parties intéressées à désigner des parcelles de terre pouvant être incluses dans un éventuel appel d'offres.
Appel d'offres : Avis publié dans la *Gazette du Canada* ou dans tout autre journal permettant au Ministre de demander la soumission d'offres visant les terres de réserve de la Couronne.
Attribution des droits : Octroi à l'industrie, d'un permis de prospection touchant les terres de réserve de la Couronne selon la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
Banquise : Glace de mer qui se forme près de la côte et y reste attachée.
Caisson mobile conçu pour l'Arctique : Caisson annulaire fait d'acier (mieux connu sous l'appellation Molikpaq), dont la plate-forme mesure 75 m sur 73 m, et conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.
Découverte importante : Découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière.
Essai aux tiges : Essai effectué à la suite de l'achèvement temporaire d'un puits afin d'évaluer le débit d'écoulement des fluides et d'en recueillir des échantillons.
Forage intercalaire : Forage de puits entre des puits existants afin d'exploiter le gisement de façon plus efficace.
Gaz acide : Gaz naturel qui contient des concentrations trop élevées d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de sulfure.
Géotechnique : Étude des propriétés physiques et mécaniques du sol et de la roche aux fins d'études techniques.
Hectare (ha) : Équivaut à 10 000 m^2 (2,47 acres).
Hydrocarbure : Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.
Injection d'eau : Méthode de récupération selon laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir pour pouvoir en extraire une plus grande quantité de pétrole.
Mètre cube de gaz : Équivaut à 35,301 pi^3, à une pression atmosphérique de 760 mm de mercure au niveau de la mer (14,73 lb/po^2).
Mètre cube de pétrole : Équivaut à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.
Objectif principal : Section souterraine de réservoir la plus apte à renfermer du pétrole.
Permis de prospection : Permis conférant le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (appelé Accord d'exploration aux termes de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*).
Permis de prospection de deuxième génération : Il incombe à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* d'émettre les permis de prospection pour une période de quatre ans lorsque les ententes de prospection, conclues en vertu de l'ancienne loi, étaient en vigueur au 20 décembre 1985. Les prospecteurs qui ont satisfait aux exigences de travail de la première entente de prospection recevront un permis de seconde génération.
Plan de mise en valeur : Plan qui décrit la méthode et les installations prévues par l'exploitant pour récupérer les ressources en hydrocarbures d'un champ, selon l'interprétation, faite par l'exploitant, de la géologie et des caractéristiques du réservoir.
Plan de retombées : Plan présenté par l'exploitant et avalisé par le Ministre, et stipulant les intentions de l'exploitant en matière d'embauche et de prestation des biens et services reliés à ses travaux de prospection et de mise en valeur des terres domaniales.
Puits abandonné : Tout puits obturé de façon permanente.
Puits achevé : Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.
Puits de délimitation : Puits foré à la suite d'un puits de découverte dans une même formation géologique, afin de déterminer l'importance et les possibilités d'exploitation commerciale de l'accumulation de pétrole et de gaz naturel contenue dans le puits de découverte.
Puits de prospection : Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été faite (synonyme de puits de reconnaissance).
Puits d'injection : Puits par lequel on injecte des fluides au niveau des formations souterraines afin d'augmenter la pression dans l'ensemble du réservoir.
Puits sec : Puits dans lequel le pétrole ou le gaz naturel n'a pas jailli en quantité suffisante.
Puits suspendu : Puits dans lequel les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.
Puits terminé : Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.
Sismique-réflexion : Principale technique géophysique utilisée dans le domaine de la prospection pétrolière pour cartographier les composantes géologiques du sous-sol. Des pulsions acoustiques émises à partir de la surface sont mesurées à la surface après avoir été réfléchies par les couches terrestres, qui possèdent diverses propriétés acoustiques. Les pulsions enregistrées à la surface sont par la suite traitées et interprétées.
Unité mobile de forage en mer (MODU) : Tout navire capable d'effectuer des travaux de forage destinés à la prospection ou à l'exploitation des ressources enfouies dans les fonds marins.



Bureaux de l'APGTC

Région	Adresse postale	Adresse	N° de téléphone	N° de télex	N° de télécopieur
Administration	355, chemin River 15e étage, Tour B Vanier (Ontario) K1A 0E4	355, chemin River 14e étage, Tour B Vanier (Ontario) K1A 0E4	(613) 993-3760	053-4366	993-9897
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3	Immeuble Bellanca 4914, 50e Rue 6e étage Yellowknife (T.N.-O.)	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
Ouest	630, Quatrième avenue sud-ouest, 3e étage Calgary (Alberta) T2P OJ9	Édifice Merland 630, Quatrième avenue sud-ouest, 3e étage Calgary (Alberta)	(403) 292-5631	—	—

Canada